

·油气钻采工程·

塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水技术

吴文明,秦飞,欧阳冬,何龙

(中国石化西北油田分公司 工程技术研究院,新疆 乌鲁木齐 830011)

摘要:塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏孔、缝、洞储层发育,且非均质性强,底水易从高角度裂缝产出,油井治水难度大,堵水在油田稳油控水方面发挥了越来越重要的作用。经过多年探索攻关,塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水技术取得了较大进展,主要形成了以油井五项基础综合分析和权重分析法为主的堵水选井分析方法。根据塔河油田碳酸盐岩油藏条件及储层特点,有针对性地研发出3类堵剂体系:第1类是可溶性硅酸盐堵剂,其主要优点是抗温抗盐、对轻微漏失井有一定针对性,适于孔缝型储层;第2类是可固化颗粒类堵剂,其主要优点是抗温抗盐、密度可选、强度高,适于缝洞型储层;第3类是有机-无机复合交联堵剂,其主要优点是油水选择性强,适于裂缝型储层及水平井(包括侧钻井)。在此基础上配套堵剂和堵水工艺,形成了具有塔河油田特色的以密度选择性堵水工艺、复合段塞逐级托堵工艺以及堵后控压酸化堵剂工艺为主的碳酸盐岩缝洞型油藏堵水技术。

关键词:碳酸盐岩 缝洞型油藏 堵水技术 堵剂 堵水工艺 塔河油田

中图分类号:TE358.3

文献标识码:A

文章编号:1009-9603(2013)06-0104-04

塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏整体可看成是由不同发育程度的缝、孔、洞与复杂流通通道的组合,该类油藏的控水治水工作较其他类型油藏要复杂得多^[1-4]。随着开发中后期压力衰减和含水率上升^[5-6],油井堵水成为有效的治水措施之一,但塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水面临着诸多技术难点,如油藏非均质性强、地下油水关系复杂及出水层段不易确定等,导致常规堵水工艺适应性差;缝洞型储层流通通道导流能力强、地层压力梯度低,生产亏空后易漏失、油藏超深且高温高盐(埋深为5 400~6 600 m,温度为120~140 ℃,矿化度为210~240 g/L)等特性严重制约了常规高强度或选择性堵剂的有效应用^[7-9]。

经过十多年的积极探索和潜心攻关,塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水技术无论在堵水选井分析方法、堵剂体系的研究和应用,还是堵水工艺的优化与配套等方面都有显著进步,逐步形成了具有塔河油田特色的缝洞型油藏堵水技术^[10]。截至2011年底,累积现场实施192井次,有效101井次,总体有效率为53%,累积增油量为 30.1×10^4 t,尤其是近3 a,塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水技术快速发展,有效率逐年提升(已达60%),单井增油量稳步提高,已发展成为目前油井治水的主要工艺措

施。笔者对塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏堵水技术体系进行系统介绍,以期能够为同类油藏治水提供一定的借鉴。

1 堵水井选井分析方法

1.1 油井五项基础综合分析法

该方法以油藏地质为基础,充分利用油井静态和动态资料,对储层特征、剩余油潜力、油水赋存状态、连通方式及见水机理进行综合分析和分类评价,以此指导堵剂选择和工艺配套。油井储层特征与其所处构造位置和局部岩溶发育程度有关,一般可将其分为裂缝型、孔缝型和缝洞型3种类型。剩余油潜力指油井实施堵水作业的增油潜力,可通过单井储集体发育程度、生产动态和累积产量、产液剖面测井资料、邻井对比分析等方法进行定性或半定量评价。油水赋存状态指的是不同类型或级别的储集体与不同方式的渗流通道组合中油水的存在形式及位置,一般分为1套或多套水体情况下的孔缝存油或溶洞存油。连通方式指流体进入井筒的媒介和通道,一般分为井筒连通、孔缝连通及酸蚀裂缝连通3类。见水机理主要指的是产水与含水率上升类型,产水类型主要分为高渗透部位锥进、

收稿日期:2013-09-02。

作者简介:吴文明,男,工程师,从事提高采收率研究工作。联系电话:(0991)3160975,E-mail:wwmlh10126@163.com。

基金项目:国家“973”项目“碳酸盐岩缝洞型油藏开采机理及提高采收率基础研究”(2011CB201006)。

裂缝窜进和局部封存3种类型,含水率上升类型主要分为台阶上升型、正常上升型、暴性水淹型及异常波动型^[11]。通过对堵水井的五项基础综合分析,剖析油井的基本特征,选择相适应的堵水工艺技术进行控水治理。

1.2 权重选井分析法

利用模糊综合评判(多元决策)方法,将影响堵水效果的诸多因素作为因素集,不同堵水效果作为评语集,因素对评语等级影响的大小即为权重,建立堵水权重选井分析方法。

根据前期堵水井的统计分析,影响堵水效果的主要因素(一级评判)有油井剩余油潜力、储层特征及井筒条件,各主要影响因素又包含不同方式的评

判方法或标准(二级评判)。对各级评判因素赋值主要包括各影响因素间影响程度的横向赋值和各因素对堵水效果影响程度的纵向赋值(表1)。各因素横向权重和纵向权重乘积的代数和表征该井的总权重,然后根据总权重来选井,并进一步评判堵水潜力,筛选堵水井作业顺序,预测堵水效果。前期堵水有效井分析表明,权重大于10时,堵水有效率可达到80%以上,因此将权重为10作为堵水潜力分析的基准值。塔开838井是利用权重选井分析方法筛选决策的成功井例之一,经分析与赋值计算,该井权重达39,具有较大的堵水潜力。2011年1月进行堵水至2011年年底,堵水有效时间为304 d,累积增油量为4 553 t。

表1 权重选井分析法评判要素及权值

赋值方式	油井剩余油潜力			油井储层特征					油井井筒条件																						
	注水量/ 10 ⁴ m ³		剖面含水率,%	含水率上升特征		储层裸眼段长度/m			储层改造		有效裸眼段长度/m		放空漏失段长度/m		放空段与风化壳的距离/m	高阻隔层的厚度/m															
	>10	0~10	0	>90	60~90	<60	暴性水淹	正常上升	台阶上升	<50	50~150	>150	沟通水层	未改造	沟通油层	<30	30~90	>90	<0.5	>0.5	无放空	0~30	>30	无放空	0	0~10	>10				
横向	4			5			6					8				6						7			4			4			6
纵向	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1	-1	0	1	

2 堵剂体系

根据塔河油田碳酸盐岩油藏条件及储层特点,有针对性地研发出3类堵剂体系,并已在塔河油田逐步推广应用。第1类是可溶性硅酸盐堵剂,其主要优点是抗温抗盐、对轻微漏失井有一定针对性,适于孔缝型储层;第2类是可固化颗粒类堵剂,其主要优点是抗温抗盐、密度可选、强度高,适于缝洞型储层;第3类是有机-无机复合交联堵剂,其主要优点是油水选择性强,适于裂缝型储层及水平井(包括侧钻井)。

2.1 可溶性硅酸盐堵剂

可溶性硅酸盐溶液具有强的钙镁敏感性、热敏和酸敏特性,与钙、镁离子结合生成不溶于水的沉淀,在高温条件下能水解成硅酸凝胶,在酸性条件下也能反应生成硅酸凝胶。该类型堵剂能够适应塔河油田碳酸盐岩高温、高盐的油藏条件。根据硅酸盐溶液的特性和封堵机理,通过添加不同比例的添加剂,研究形成了沉淀型(GDS-1)和凝胶型(GDS-2)2种可溶性硅酸盐堵剂。沉淀型堵剂主要是利用硅酸钠与地层水中的钙、镁离子反应生成难溶的硅酸钙、硅酸镁沉淀封堵出水孔道。凝胶型堵剂主要是利用硅酸盐的酸敏和热敏特性,即与自身

水解生成的H⁺及弱酸性地层水中的H⁺结合生成硅酸凝胶而产生封堵。

由于硅酸钠不与原油反应,进入裂缝的硅酸钠溶液将在油井堵后生产时被返排,因此该类堵剂具有一定的油水选择性。实验结果表明,在可溶性硅酸盐溶液中加入一定量的添加剂(包括增强剂和固化剂)后,可提高堵剂固化强度,增大堵剂封堵能力。通过优化研究,按质量分数配比形成了2套配方:GDS-1堵剂(12.9%水玻璃+10%增强剂),封堵率在99%以上;GDS-2堵剂(25%水玻璃+6%固化剂),封堵率大于93%。其中,在120℃条件下,GDS-2堵剂胶凝时间可以达到4~5 h,成胶后抗压强度达0.8 MPa。

2.2 可固化颗粒类堵剂

通过改变常规固井水泥各组分的含量,同时加入一些特殊的添加剂,形成具有不同密度、不同固化强度、可用于不同段塞组合的抗高温、高盐可固化颗粒堵剂。其中,超低密度可固化颗粒堵剂(GDK-4)是目前最常用的深部密度选择性堵剂。该堵剂是在提高常规固井水泥原料水灰比的基础上,通过添加特定聚合物保证浆体稳定性,并添加微硅等高性能固化材料确保固化强度,油水不分散。该类堵剂具有油水重力分异的选择性,其主要特点有:①密度为1.13~1.14 g/cm³,介于地层水和原

油之间,利用重力分异作用可在大裂缝和溶洞中自动铺展,可在油水界面处形成隔板(抗压强度为0.8 MPa);②易于驻留在连通溶洞的裂缝中,不会过快漏失;③聚合物的增粘性利于堵剂保持稳定,耐水稀释(静置2 h析水0.1 mL,无沉降);④在泵注情况下,动态的浆体基本不稠化,只有浆体完全静止才能充分固化,稠化时间不小于8 h。在125 ℃,75 MPa条件下,浆体置于高温高压稠化仪478 min后,稠度仍为6.0 Bc(初始稠度为5.4 Bc),没有明显增稠的趋势,这使得施工过程中不致于因浆体变稠而导致工艺失败。

2.3 有机-无机复合交联堵剂

前期的研究和现场试验表明,可溶性硅酸盐堵剂具有好的耐高温、抗高盐特性,但油水选择性较差;而有机冻胶堵剂因具有高分子网状结构,具有较强的油水选择性和韧性,但耐温、抗盐性差。通过有机-无机复合交联技术,优选可形成互穿结构、具备“油缩水胀”特性的有机高分子,优选合适的聚合物作为交联剂,将硅酸盐无机网络与有机高分子复合交联,形成有机-无机复合交联堵剂。该堵剂集中了2种堵剂的优点,适度添加稳定剂后,性能更加稳定。该堵剂具有以下特点:①110~130 ℃下,成胶时间为6~50 h,且成胶时间可调,封堵率达99.7%以上;②油水选择性较强,水相阻力是油相阻力的8.36倍(图1);③高温下稳定性好。

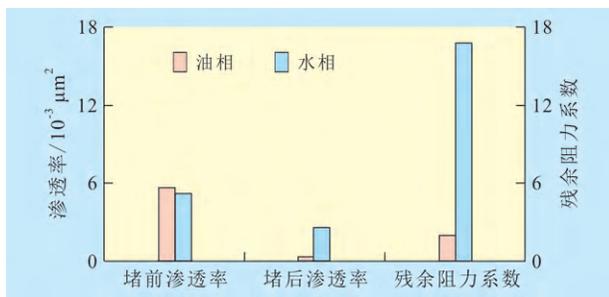


图1 有机-无机复合交联堵剂的油水选择性封堵能力

3 堵水工艺

通过油井五项基础综合分析,建立油井概念模型,并将储层分为4大类,在此基础上配套堵剂和堵水工艺(表2),形成了具有塔河油田特色的以密度选择性堵水工艺、复合段塞逐级托堵工艺以及堵后控压酸化解堵工艺为主的碳酸盐岩缝洞型油藏堵水技术。

3.1 密度选择性堵水工艺

密度选择性堵水工艺适用于缝洞型储层、油水

表2 塔河油田不同类型储层堵剂体系和堵水工艺

储层类型	堵剂体系	堵水工艺
裂缝型	有机-无机复合交联堵剂	冻胶类堵剂对油水渗流通道选择性封堵
孔缝型	可溶性硅酸盐堵剂—低、中密度可固化颗粒堵剂	可溶性硅酸盐堵剂、低密度可固化颗粒堵剂深部封堵,中密度可固化颗粒堵剂封口
缝洞型	不同密度可固化颗粒堵剂	视情况采取聚合物托堵、低密度可固化颗粒堵剂深部堵水,中、高密度可固化颗粒堵剂封口
复杂组合	可溶性硅酸盐堵剂—可固化颗粒堵剂	依实际情况进行井筒堵水和深部堵水组合

同出井。利用堵剂与油水之间密度分异,在油水界面上形成一定强度的隔板,实现对缝洞型储层的深部封堵。密度选择性堵水工艺采用前置液—超低密度固化颗粒—隔离液—高强度固化颗粒—顶替液复合段塞设计。其中,前置液采用聚合物溶液进行密度、粘度托举;超低密度固化颗粒为主体堵剂,固化后形成隔板;隔离液为聚合物溶液;高强度固化颗粒为封口剂,根据单井情况采用过顶替或井筒留塞技术。堵剂用量为酸压模拟裂缝体积或沟通储集体时压裂液用量的1/2~2/3,施工时光管柱管脚在套管管脚以上300 m左右,低排量(小于0.6 m³/min)稳定注入。堵水后视吸水情况决定求产方式。塔河10421井根据权重选井方法(权重分析值为16)作出堵水决策,2011年1月和8月2次采用上述段塞进行密度选择性堵水,增油量分别为1 656和4 282 t(图2)。截至2011年底,该工艺累积试验8井次,有效6井次,有效率为75%,累积增油量为8 750 t。

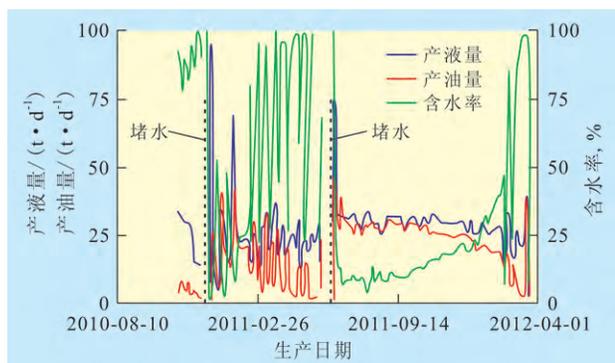


图2 塔河油田塔河10421井密度选择性堵水生产曲线

3.2 复合段塞逐级托堵工艺

复合段塞逐级托堵工艺技术思路是采用密度、粘度托举(根据漏失情况决定用量和浓度),保证后续主体堵剂有效封堵,主要采用聚合物前置液—氯化钙—隔离液—可溶性硅酸盐—隔离液—可固化

颗粒—顶替液的段塞设计(图3)。其中,聚合物前置液主要是质量分数为0.4%的清水胍胶液,起承托作用,防止后续堵剂过快漏失;氯化钙溶液质量分数为20%,目的是补充地层中的 Ca^{2+} ,使后续的可溶性硅酸盐溶液与之接触后迅速形成硅酸盐沉淀或凝胶,形成封堵,同时防止后续堵剂的漏失;可固化堵剂(现场水灰比约为4.3),有较好的封口作用,加强封堵效果。该工艺适用于油水多段产出,上部具有接替层,漏失较严重,堵剂难以有效驻留的油井。塔开838井通过五项基础分析和权重选井分析方法(权重达到39)作出堵水决策,2011年采用复合段塞逐级托堵工艺进行堵水,施工中注入可溶性硅酸盐堵剂(105 m^3)对底水上窜通道实施深部封堵,再利用强度较高的颗粒堵剂(48 m^3)强化封堵,最后,采用高强度堵剂(5 m^3)封口。堵后恢复自喷,有效期为304 d,累积增油量为4 553 t。截至2011年底,该工艺累积应用7井次,有效5井次,有效率为71%,增油量为6 571 t,有效解决了部分漏失井的堵水难题。

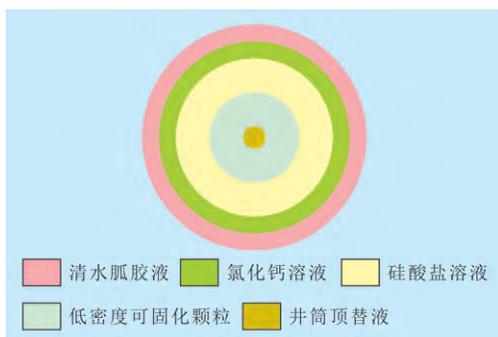


图3 复合段塞逐级托堵工艺示意

3.3 堵后控压酸化解堵工艺

室内实验表明,碳酸盐岩块强度(131 MPa)、灰岩—堵剂复合块强度(49.80 MPa)、堵剂强度(10~40 MPa)、酸化复合块强度(5.98 MPa)和胶结面强度(0.9 MPa)依次降低。因此,堵水后酸化解堵易破坏封堵效果,其最薄弱环节为堵剂与地层的胶结面。统计前期堵水井表明,深部堵水后经酸化解堵投产的油井堵水有效率(45%)明显低于堵后未酸化而直接投产的堵水有效率(54%)。针对这种情况,提出了堵水后控压酸化解堵工艺,即低压、低酸、低粘度、多段塞的酸化工艺。堵后控压酸化工艺须配套射孔,以诱导酸液进入目标层;低压施工,并根据压力反应逐级提高施工压力;采用低浓度酸,多级小段塞酸液组合($5\sim 20\text{ m}^3$)进行注入,并根据堵水强度进行循环酸洗,酸化后控液投产。塔河10420斜井为孔缝—溶洞型储层,酸压裂缝沟通。采用复合段

塞对下部水淹层段进行深部封堵后吸水很差,实施堵后控压酸化解堵工艺,酸压施工采用普通胶凝酸液,剂量为 20 m^3 ,逐级提压注入。堵水、酸压后含水率大幅降低,累积增油量为1 042 t。

4 结束语

堵水可作为碳酸盐岩缝洞型油藏治水控水的常规有效措施之一,已在塔河油田取得了较好的应用效果和较大的技术进步。目前已基本形成了具有塔河油田特色的碳酸盐岩缝洞型油藏堵水选井分析方法、堵剂体系和工艺配套技术。其中,密度选择性堵水工艺适合于缝洞型储层油水同出井堵水,复合段塞逐级托堵工艺可解决部分漏失井的堵水难题。塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏储层非均质性强,油水关系复杂,堵水封堵目标和潜力释放目标层段不明确,导致堵水总体有效率较低。今后,将加强储层精细研究,提升剩余油潜力判断能力,同时进一步优化设计方案和配套工艺,提高堵水总体有效率。

参考文献:

- [1] 修乃岭,熊伟,高树生,等.缝洞型油藏储集空间连通关系和开发特征初探[J].中国西部油气地质,2007,3(1):105-107.
- [2] 荣元帅,涂兴万,刘学利.塔河油田碳酸盐岩缝洞型油藏关井压锥技术[J].油气地质与采收率,2010,17(4):97-100.
- [3] 吕爱民,姚军,郭自强.塔河油田奥陶系缝洞型底水油藏典型相渗关系及水驱曲线[J].油气地质与采收率,2010,17(2):101-104.
- [4] 常宝华,熊伟,高树生,等.大尺度缝洞型碳酸盐岩油藏含水率变化规律[J].油气地质与采收率,2011,18(2):80-82.
- [5] 刘常红,陈志海.塔河碳酸盐岩油藏产量递减特征与影响因素分析[J].特种油气藏,2010,17(6):72-74,116.
- [6] 李宗宇.塔河碳酸盐岩油藏油井见水特征浅析[J].特种油气藏,2008,15(6):52-55.
- [7] 姜昊罡,康红兵,吴波,等.塔河油田水锥探讨[J].天然气地球科学,2006,17(2):233-238.
- [8] 修乃岭,熊伟,高树生,等.缝洞型碳酸盐岩油藏流动机理初探[J].钻采工艺,2008,31(1):63-65.
- [9] 王恕一,陈强路,马红强.塔里木盆地塔河油田下奥陶统碳酸盐岩的深埋溶蚀作用及其对储集体的影响[J].石油实验地质,2003,25(增刊):557-561.
- [10] 龙秋莲,朱怀江,谢红星,等.缝洞型碳酸盐岩油藏堵水技术室内研究[J].石油勘探与开发,2009,36(1):108-112.
- [11] 任玉林,李江龙,黄孝特.塔河油田碳酸盐岩油藏开发技术政策研究[J].油气地质与采收率,2004,11(5):56-59.

Gao Baoguo, School of Geosciences, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China

Wang Ping, Dai Caili, You Qing et al. Experimental study on shearing and salt tolerant deep profile control agents composed of inorganic aluminum gel. *PGRE*, 2013, 20(6): 100–103

Abstract: Aiming at the problem of poor shear performance and salt tolerance of organogel, the deep anti-shearing and salt tolerant profile control agent is composed using anhydrous aluminum chloride and urea. The gelling behavior of the deep profile control agents is studied in this paper. The effects of concentration, temperature, and salinity on the gelling law are investigated. The application performances of the profile control agents, including the injectivity, plugging ability, and flushing resistance are evaluated. The results show that both the concentration and the temperature have great influence on the gelation time, and the gelation time can be adjusted from 16 to 824 h by adjusting the concentration of anhydrous aluminum chloride and urea. The inorganic salts including Na^+ , Mg^{2+} , and Ca^{2+} have little effect on the gelation time. The salt tolerance, anti-shearing injectivity, plugging ability and flushing resistance of the gel system are very good, and the temperature limit is high as 80 °C.

Key words: inorganic aluminum gel; salt tolerance; shearing resistance; anhydrous aluminum chloride; urea; deep profile adjustment

Wang Ping, State Key Laboratory of Heavy Oil Processing, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China

Wu Wenming, Qin Fei, Ouyang dong et al. Study on water plugging technology in fractured-cavity carbonate reservoirs, Tahe oilfield. *PGRE*, 2013, 20(6): 104–107

Abstract: Fractured-cavity carbonate reservoirs in Tahe oilfield have a serious heterogeneity, with numerous fissure, hole and cave. The bottom water is easy to breakthrough from high angle fracture, and it's difficult to make water control for producing wells, so, the water plugging becomes important to oil production stabilization and water cut control. There is a significant progress of water plugging technology in fractured-cavity carbonate reservoirs in Tahe oilfield. The factors weight method for selecting well water plugging and five basic factors comprehensive analysis for plugging wells are formed. Three kinds of suitable plugging agents for fractured-cavity carbonate reservoirs are researched and developed. First, the soluble silicate, with good heat resistance and salt tolerance, is appropriate for well with small leakage and seam-hole reservoir. Second, the solidified grain, which has density selectivity and high strength, good heat resistance and salt tolerance as well, is suitable for fractured-cavity wells. Third, the organic-inorganic compound gel, with water-oil selectivity, is fit for fractured wells, horizontal wells and sidetracking wells. Based on plugging agent, the supporting water plugging technologies are formed and applied with good performance, including density selectivity, multistage slug holder plug and control pressure acidification.

Key words: carbonate reservoir; fracture-vuggy reservoirs; water plugging technology; plugging agent; supporting water plugging technology; Tahe oilfield

Wu Wenming, Research Institute of Engineering Technology, Northwest Branch of SINOPEC, Urumqi, Xinjiang, 830011, China

Liu Gang, Liu Pengtao, Han Jinliang et al. High frequency vibration signal acquisition system used for sanding monitoring in oil well. *PGRE*, 2013, 20(6): 108–110

Abstract: Moderate sand yielding technology can exploit crude oil with low cost and high efficiency, and improve the well productivity effectively. This technology needs to control sand concentration of the produced fluid in a certain range, which requires real-time monitoring wells sand conditions. In order to study the method of real-time monitoring of the sand signal, the laboratory has developed a system of high frequency vibration signal used for monitoring the signal of sand. Through the time-frequency analysis of vibration signals of different sizes of sand hitting on the pipe wall in the laboratory simulation of sand production, the frequency range of the characteristic frequency of vibration signals reflecting the information of sand is screened out between 10–12 kHz, which proves the feasibility of the pipeline high-frequency vibration signal monitoring system. It has an important guiding significance for further study on sanding monitoring.

Key words: sanding; real-time monitoring; high-frequency vibration signal; time-frequency analysis; sanding yielding

Liu Gang, College of Petroleum Engineering, China University of Petroleum (East China), Qingdao City, Shandong Province, 266580, China